

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ СУЛЬФАТА КАЛЬЦИЯ В СКВАЖИНАХ АРЛАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

PREDICTION OF CALCIUM SULFATE FORMATION IN THE WELLS OF THE ARLANSKOYE OIL FIELD

Н.Р. Яркеева
Natalia R. Yarkееva

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Э.Р. Газизова
Elvina R. Gazizova

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Одной из причин, снижающих эффективность эксплуатации скважин, является образование из попутно добываемых вод неорганических солей, которые отлагаются в призабойной зоне скважин и на поверхности нефтепромыслового оборудования. Борьба с отложившимися солями — очень трудоемкий и не всегда эффективный процесс, поэтому практичнее использовать методы предупреждения их выпадения. Прогнозирование выпадения неорганических солей позволяет подобрать оптимальный режим работы скважины и своевременно предпринять меры по предупреждению солеобразования. В данной статье описаны состав и условия отложения солей в процессе разработки Арланского месторождения. При этом рассмотрены методы предупреждения их выпадения и сделан расчет определения насыщенности попутно добываемых вод гипсом.

Гипсовые отложения являются одним из наиболее распространенных видов отложений в скважинах Акинеевского участка Арланского месторождения. С целью поддержания пластового давления на Арланском месторождении, находящемся на поздней стадии разработки, применяют заводнение. В результате смешения несовместимых вод и перенасыщения раствора происходит выпадение солей в осадок. Это приводит к нарушению режима работы скважины и износу оборудования.

В результате проведенных расчетов было установлено, что в одной из выбранных для изучения скважин существует вероятность отложения гипса. Из этого вытекает необходимость применения технологий по предупреждению выпадения неорганических солей.

При своевременном обнаружении возможных осложнений при нефтедобыче можно подобрать оптимальный режим работы скважины и внедрить технологии для предотвращения солеотложений, что позволит снизить темпы падения продуктивности в скважинах.

One of the reasons that reduce well operation efficiency is the formation of inorganic salts from the produced water deposited in the well bottom zone and on the surface of oilfield equipment. The control of deposited salts is a very laborious and not always effective process, therefore it is necessary to use methods of salts preventing. Prediction of inorganic salts deposition allows to choose the optimal mode of well operation and take measures to prevent salt formation. This article describes the composition and conditions of salt deposition during the Arlanskoye oil field development. At the same time, methods for preventing of their formation were

Ключевые слова

солеотложение,
добыча нефти, сульфат кальция,
прогнозирование,
Арланское месторождение

Key words

salt deposition, oil production,
calcium sulphate,
forecasting, Arlanskoe oil field

considered and the calculation of determining the saturation of the produced water with gypsum was made.

Gypsum deposits are one of the most common types of deposits in the wells of the Akineevsky area of the Arlanskoye oil field. In order to maintain reservoir pressure at the Arlanskoye oil field, which is at a late stage of development, waterflooding is used. As a result of mixing of incompatible waters and supersaturation of the solution, salts precipitate out. This leads to well operation mode disruption and equipment wear.

As a result of the calculations, it was found that in one of the wells selected for the study there is a possibility of the gypsum deposition. This implies the need to use technologies to prevent the inorganic salts deposition.

If complications at oil production are detected, it is possible to choose the optimal well operation mode and introduce technologies to prevent salts deposition, resulted in lowering rate of well productivity.

Высокоинтенсивная выработка запасов нефти месторождений северо-запада Башкортостана, разрабатываемых с применением систем заводнения, привела к возникновению проблемы отложения неорганических солей.

На сегодняшний день процесс солеобразования является одним из осложняющих факторов не только при добыче нефти, но и при бурении скважин. В результате этого процесса нарушается режим работы скважин, быстрее изнашивается дорогостоящее оборудование, которое позже необходимо ремонтировать. Образование солей происходит в нескольких зонах: призабойной зоне пласта, насосно-компрессорных трубах, эксплуатационной колонне, насосном оборудовании, межтрубном пространстве и выкидных линиях. Поэтому для улучшения работы скважины нужно обеспечить защиту нефтепромыслового оборудования во всех перечисленных зонах. Ежегодно на месторождениях приходится устранять последствия солеотложений, что приводит, в итоге, к значительному снижению эффективности добычи нефти.

Борьба с отложившимися солями очень трудоемкий и не всегда эффективный процесс, поэтому практичнее использовать методы предупреждения их выпадения [1]. Для того чтобы предотвратить отложение неорганических солей, применяют физические, технологические и химические методы.

В ходе применения физических методов на продукцию воздействуют магнитным или акустическим полем. Технологические методы основаны на подборе и подготовке агента, применяемого для заводнения, изменении технических режимов работы скважин и насосного оборудования. На сегодняшний день большое распространение получил химический метод предупреждения солеотложений. Он заключается в закачке растворов ингибиторов, которые

препятствуют солеобразованию [2]. Эффективность ингибитора неодинакова в различных условиях. Поэтому, основываясь на анализе рисков и лабораторном подборе реагента, для каждого конкретного случая выбирают соответствующий раствор [3].

Для того чтобы процесс борьбы с солеотложением при добыче нефти был успешным, необходим комплексный подход к решению данной задачи. Нужно для конкретных промышленных условий подбирать технологии, которые позволяют добиться наибольшего эффекта [4]. Из этого вытекает необходимость усовершенствования методов прогнозирования, технологии предотвращения отложения солей и защиты оборудования.

В данной работе рассмотрим прогнозирование солеотложений на одном из месторождений.

Арланское месторождение обусловлено некоторыми особенностями, которые объясняют существующую систему разработки:

- 1) месторождение многопластовое, продуктивные пласты неоднородны;
- 2) фонтанный способ извлечения нефти невозможен, так как содержание растворенного газа в нефти мало;
- 3) нефть данной залежи обладает повышенной вязкостью;
- 4) данное месторождение можно разрабатывать, применяя все виды заводнения (контурное, законтурное), так как оно занимает огромную площадь.

При применении обычных методов заводнения резко увеличивается количество попутно добываемой воды и снижается нефтеотдача.

Быстрота образования солевых отложений и их количество зависят от многих факторов: — типа ионов, растворенных в пластовой воде;

— термобарических условий эксплуатации добывающих скважин;

— совместимости пластовых вод различных продуктивных пластов с водами для системы поддержания пластового давления;

— выщелачивания гипса и ангидрида, входящих в состав горных пород, закачиваемой в пласт пресной водой;

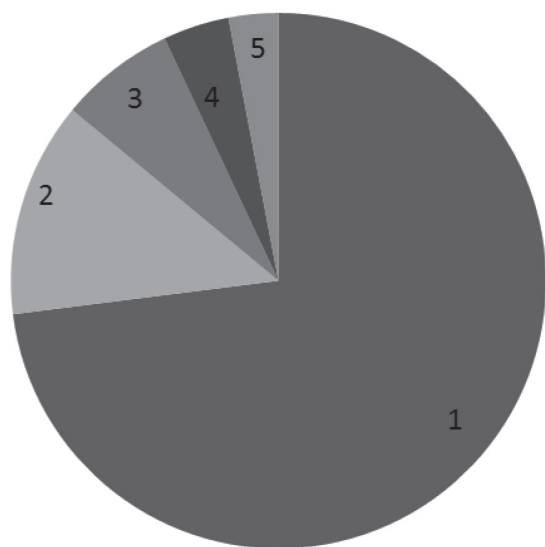
— взаимодействия сульфидов, находящихся в горной породе, с кислородом воздуха с последующим их окислением до сульфатов;

— начального содержания солей в пластовой воде.

Пластовые воды терригенной толщи нижнего карбона данного месторождения являются высокоминерализованными растворами. В них в основном содержатся хлориды кальция, натрия и магния.

На Арланском месторождении встречаются различные виды отложений: гипсовые, гипсоуглеводородные, карбонатные, карбонатноуглеводородные, сульфидные, сульфидопесчаные, сульфидопесчано-углеводородные [5].

На рисунке 1 рассмотрен компонентный состав гипсовых отложений, которые являются одним из наиболее распространенных видов на Арланском месторождении.



1 — гипс 73%; 2 — асфальтосмолопарафинистые компоненты нефти 13%; 3 — карбонат кальция 7%; 4 — песок 4%; 5 — сульфид железа 3%

Рисунок 1. Компонентный состав гипсовых отложений Арланского месторождения

В качестве агента, который закачивают в пласт при заводнении, используются различные источники вод: пресные подрусловые

воды рек и озер, промышленные сточные воды, сточные воды промышленных предприятий, морская вода и другие.

Результатом геохимических процессов, происходящих при закачке воды, являются повышение концентрации солей в попутно добываемых водах и их перенасыщение.

В некоторых случаях при смешении пресных жестких вод, используемых для поддержания пластового давления, с пластовыми водами в призабойной зоне происходит перенасыщение попутно добываемых вод гипсом [6]. На Юсуповской площади для заводнения используют воду реки Белой, а на Ново-Хазинской площади — воду реки Камы. В водах реки Белой содержание сульфатов в 5 раз больше, чем в Каме. В результате этого отложение гипса на Юсуповской площади происходит более интенсивно по сравнению с другими площадями Арланского месторождения.

Часто в пласт также закачивают промышленную воду, содержащую кислоты и деэмульгаторы. В их состав изначально входит большое количество сульфатных ионов, что повышает вероятность формирования гипсовых отложений и осложняет добычу.

Для того чтобы избежать возникновения данной проблемы, увеличить межремонтный период скважин, а также снизить эксплуатационные затраты, в НГДУ «Арланнефть» проводят профилактические действия, чтобы защитить глубиннонасосное оборудование и эксплуатационные колонны от коррозии и солеотложений [4].

Для примера рассмотрим Акинеевский участок Арланского месторождения. В основном нарушения колонн (95 %) происходят на скважинах, которые находятся более 10 лет в эксплуатации и приурочены к глубине от 1100 до 1400 м. Наиболее эффективный способ борьбы с солеотложениями на данном участке — это применение химических реагентов-ингибиторов отложения солей и бактерицидов. Но, так как механизм образования солеотложений достаточно сложный, существуют различные методы прогнозирования отложения солей.

Для прогнозирования выпадения в осадок солей сульфата кальция на месторождениях ПАО АНК «Башнефть» рекомендована методика Скилмена-Макдональда-Стиффа [7]. Она заключается в расчете отношения фактической концентрации сульфата кальция к равновесной концентрации:

$$\varphi = \frac{C_{\text{ф}}}{C_{\text{р}}}, \quad (1)$$

где φ — насыщенность попутно добываемых вод сульфатом кальция;

$C_{\text{ф}}$ — фактическая концентрация сульфата кальция в попутно добываемых водах, равна концентрации иона (Ca^{+2} или SO_4^{2-}), который содержится в наименьшем количестве в данном растворе;

$C_{\text{р}}$ — равновесная концентрация сульфата кальция, определяемая по расчетным формулам соответствующей методики.

Если насыщенность попутно добываемых вод больше 1, гипс может выпадать в осадок

и образовывать отложения, если же меньше 1, то образование осадка невозможно, так как раствор недонасыщен [8].

Прогнозирование образования осадков в добывающих скважинах НГДУ «Арланнефть» базируется на шестикомпонентном анализе попутно добываемых вод. Результаты химического анализа проб попутно добываемой воды в нескольких скважинах представлены в таблице 1.

По данным, приведенным в таблице 1, видно, что воды Акинеевского участка Арланского месторождения являются высокоминерализованными растворами.

Таблица 1. Данные по скважинам Акинеевского участка Арланского месторождения

№ скважины	Плотность попутно-добываемой воды, г/см ³	Содержание ионов, мг-экв/100 г						Суммарное значение
		Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ⁺²	Na ⁺ + K ⁺	
37	1,178	402,37	1,37	0,16	50,83	20,36	332,7	807,79
75	1,02	39,21	0,29	0,55	9,78	4,41	25,86	80,1
24	1,017	41,3	3,14	1,22	10,3	2,95	32,4	91,31

По этим данным были произведены расчеты по методу Скилмена-Макдональда-Стиффа, и результаты сведены в таблицу 2.

Из таблицы 2 видим, что в скважине 37 насыщенность попутно добываемых вод сульфатом кальция больше 1, следовательно, суще-

ствует вероятность отложения в ней гипса. Для того чтобы предотвратить нежелательные последствия отложения солей, в данной скважине необходимо провести ряд мер по предупреждению солеобразования [9–13].

Таблица 2. Результаты расчетов насыщенности попутно добываемых вод сульфатом кальция в скважинах Арланского месторождения

№ скважины	Фактическая концентрация сульфата кальция $C_{\text{ф}}$, мг-экв/л	Избыточная концентрация ионов X, мг-экв/л	Ионная сила I, мг-экв/л	Константа растворимости $K \cdot 10^{-4}$	Равновесная концентрация сульфата кальция $C_{\text{р}}$, мг-экв/л	Насыщенность попутно добываемых вод сульфатом кальция φ
37	16,139	0,291	5,881	20,2	13,552	1,191
75	2,598	0,0484	0,528	10,64	32,831	0,079
24	31,934	0,0364	0,606	12,3	42,607	0,749

Выводы

Таким образом, прогнозирование образования солеотложений имеет огромное практическое значение, так как своевременное обнаружение возможных осложнений при нефте-

добыче позволяет подобрать оптимальный режим работы скважины и внедрить технологии для предотвращения солеотложений, что позволяет снизить темпы падения продуктивности в скважинах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сыртланов А.Ш., Фасхутдинов Р.А., Шайдуллин Г.Ш., Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р. Пути повышения эффективности предотвращения образования отложений неорганических солей в скважинах // Нефтяное хозяйство. 2002. № 4. С. 59–61.
2. Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р., Шайдуллин Ф.Д., Исланова Г.Ш. Особенности кристаллизации гипса в скважинах и оптимизация расхода ингибиторов отложения солей // Нефтепромысловое дело. 2001. № 11. С. 34–37.

3. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. 288 с.
4. Габдуллин Р.Ф., Мусин Р.Р., Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р., Гильмутдинов Б.Р., Дорофеев С.В. Защита обсадной колонны и оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотсодержащих пен // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 102–105.
5. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.

6. Кащавцев В.Е. Роль пластовых вод в процессе осадкообразования солей при добыче нефти // Нефть, газ и бизнес. 2004. № 1. С. 42–45.
7. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. Уфа: Башк. кн. изд-во, 1987. 168 с.
8. Гумерова Г.Р., Майский Р.А. Анализ методов борьбы с образованием отложений неорганических солей в скважинах Республики Башкортостан // Научно-практический электронный журнал «Аллея Науки». 2016. № 4. С. 10–12.
9. Бабикова А.И., Дорфман М.Б. Прогноз отложения сульфатных солей при закачке попутной воды // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2010. № 6. С. 63–67.
10. Кащавцев В.Е. Автоматизированное прогнозирование комплексного солеобразования при добыче нефти // Нефтяное хозяйство. 1993. № 3. С. 29–31.
11. Khormali A., Petrakov D.G. A Comprehensive Study on Prediction and Inhibition of Calcium Sulfate Scale Formation in Oil Reservoirs Normal access // Shale Science: Prospecting & Development. 2017. No. 2. P. 10–12.
12. Khormali A., Ghasemi M.F., Petrakov D.G. Prediction of the Calcium Sulfate Deposition under Reservoir Conditions for Water Injection Process // GeoBaikal 2016: Materials of 4th International Conference. 2016. No. 18. P. 40–45.
13. Al-Khaldi Mohammed H., Al-Juhani Ahmad M., Al-Mutairi Saleh H., Nihat Gurmen M. New Insights into the Removal of Calcium Sulfate Scale // Saudi Aramco Journal of Technology. 2011. No. 3. P. 42–52.
14. obsadnoi kolonny i oborudovaniya skvazhiny ot korrozii i otlozheniya solei ingibiruyushchimi kompozitsiyami v sostave azotsoderzhashchikh pen [Protection of Equipment Wells Against Corrosion and Salt Deposition Inhibiting Compositions Comprising Nitrogen Foams]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2005, No. 7, pp. 102–105. [in Russian].
15. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. *Soleobrazovanie pri dobyche nefiti* [Salt Formation in Oil Production]. Moscow, Orbita-M Publ., 2004. 432 p. [in Russian].
16. Kashchavtsev V.E. Rol' plastovykh vod v protsesse osadkoobrazovaniya solei pri dobyche nefiti [The Role of Reservoir Water in the Process of Sedimentation of Salts in the Extraction of Oil]. *Neft', gaz i biznes — Oil, Gas and Business*, 2004, No. 1, pp. 42–45. [in Russian].
17. Antipin Yu.V., Valeev M.D., Syrtlanov A.Sh. *Predotvrashchenie oslozhenii pri dobyche obvodnennoi nefiti* [Prevention of Complications in the Production of Watered Oil]. Ufa, Bashkir Book Publishing House, 1987. 168 p. [in Russian].
18. Gumerova G.R., Maiskii R.A. Analiz metodov bor'by s obrazovaniem otlozhenii neorganicheskikh solei v skvazhinakh respubliky Bashkortostan [Analysis of Methods of Struggle with the Formation of Deposits of Inorganic Salts in the Wells of the Republic of Bashkortostan]. *Nauchno-prakticheskii elektronnyi zhurnal «Alleya Nauki» — Scientific and Practical Electronic Journal «Alley Science»*, 2016, No. 4, pp. 10–12. [in Russian].
19. Babikova A.I. Dorfman M.B. Prognoz otlozheniya sul'fatnykh solei pri zakachke poputnoi vody [Prognosis of Intraformation Accumulation of Sulfate Salts Sedimentation During Oil Production]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa — Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2010, No. 6, pp. 63–67. [in Russian].
20. Kashchavtsev V.E. Avtomatizirovannoe prognozirovanie kompleksnogo soleobrazovaniya pri dobyche nefiti. [Automated Forecasting of Complex Salt Formation During Oil Production.]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1993, No. 3, pp. 29–31. [in Russian].
21. Khormali A., Petrakov D.G. A Comprehensive Study on Prediction and Inhibition of Calcium Sulfate Scale Formation in Oil Reservoirs Normal Access. *Shale Science: Prospecting & Development*, 2017, No. 2, pp. 10–12.
22. Khormali A., Ghasemi M.F., Petrakov D.G. Prediction of the Calcium Sulfate Deposition under Reservoir Conditions for Water Injection Process. *Materials of 4th International Conference «GeoBaikal 2016»*. 2016, No. 18, pp. 40–45.
23. Al-Khaldi Mohammed H., Al-Juhani Ahmad M., Al-Mutairi Saleh H., Nihat Gurmen M. New Insights into the Removal of Calcium Sulfate Scale. *Saudi Aramco Journal of Technology*, 2011, No. 3, pp. 42–52.

REFERENCES

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ
ABOUT THE AUTHORS

Яркева Наталья Расатовна, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Natalya R. Yarkeeva, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: yarkeevan@yandex.ru

Газизова Эльвина Рустамовна, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Elvina R. Gazizova, Student of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation.

e-mail: gazizowa.elwina@yandex.ru